

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO.**

**TEMA:
ANÁLISIS DEL FACTOR DE RENDIMIENTO Y EFICIENCIA PARA
CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

**AUTOR:
EDUARDO JAVIER SALAZAR ALAVA**

**TUTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito, Octubre del 2016

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a la Universidad Politécnica Salesiana por brindarme todos los conocimientos necesarios para culminar esta etapa satisfactoriamente, A mi tutor el Ingeniero Diego Carrión por su gran ayuda para la realización de este trabajo de titulación, al Ingeniero Juan Carlos Herrera por compartir sus conocimientos indispensables para este proyecto, Al Ingeniero Pablo López por su valiosa amabilidad, Al Dr. Gabriel Salazar por brindarme siempre el apoyo necesario para culminar mis proyectos, a mis compañeros y docentes que me han acompañado en todo este tiempo hasta finalizar esta etapa de mi vida.

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado con mucho cariño para mis Padres, mi padre, amigo y compañero muestra de dedicación y paciencia para mí, mi madre, que con dulzura me ha acompañado todos los días de mi vida siendo testigo de mis días buenos y apoyo en mis días malos. A mis dos hermanitas Alexandra y Gabriela quienes son el motor de mi vida y mi inspiración. A mi abuelita María, una mujer valiente y luchadora que me inspira a continuar consiguiendo todos mis objetivos. A mi tío Gabriel que siempre ha estado apoyándome para conseguir mis metas, A mis primos y a toda mi familia.

Eduardo Javier Salazar Alava

**ANÁLISIS DEL FACTOR DE RENDIMIENTO Y EFICIENCIA PARA
CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2016

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



Eduardo Javier Salazar Alava

Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica

Facultad de Ingenierías

Universidad Politécnica Salesiana

javiersalazar92@gmail.com

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza

Ingeniero Eléctrico

Docente de la Universidad Politécnica Salesiana

Facultad de Ingenierías

dcarrion@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

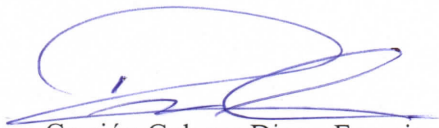
2016 Universidad Politécnica Salesiana

Quito – Ecuador

Declaratoria de coautoría del docente tutor

Yo declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *“Análisis del Factor de Rendimiento y Eficiencia para Centrales de Generación de Energía Solar Fotovoltaica”* realizado por Eduardo Javier Salazar Alava, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Octubre del 2016



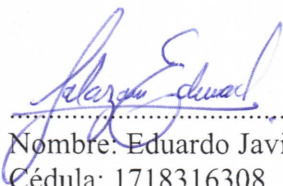
Carrión Galarza Diego Francisco

Cédula de identidad: 1713703062

Cesión de derechos de autor

Yo Eduardo Javier Alazar Alava, con documento de identificación N° 1718316308, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: "*Análisis del Factor de Rendimiento y Eficiencia para Centrales de Generación de Energía Solar Fotovoltaica*", mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



Nombre: Eduardo Javier Salazar Alava

Cédula: 1718316308

Fecha: Octubre del 2016

ÍNDICE GENERAL

Resumen.....	9
Abstract	9
1. Introducción	10
2. Factor de rendimiento	11
3. Formulación del Problema	12
3.1 Pérdidas en el inversor	13
3.2 Pérdidas Resistivas.....	13
3.3 Temperatura	13
3.4 Limitante de Potencia.....	14
3.5 Pérdidas por Sombreado y Mismatch	14
3.6 Otras Pérdidas	15
3.7 Rango de Error en la medición.....	15
4. Aplicación de los modelos	16
4.1 Escenario de estudio.....	16
4.2 Cálculo del PR con limitación de potencia	17
4.3 Corrección de temperatura	17
4.4 Análisis del PR con la variación de temperatura del panel solar	18
4.5 Número adecuado de limpieza en paneles solares	19
5. CONCLUSIONES	20
REFERENCIAS.....	20
ANEXOS	24

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Curva I-V para panel PV demostrativo.	13
Figura 2. Explicación de margen de error en las lecturas.	15
Figura 3. Comparación de Mediciones y Valor SCADA.....	15
Figura 4. Distribución del Sistema PV.....	16
Figura 5. Diagrama de conexiones de la Red de comunicaciones.	16
Figura 6. Potencia Efectiva VS Irradiación Solar.	17
Figura 7. Valores de PR con Corrección y sin Corrección.	17
Figura 8. Valores de PR sin corrección por Temperatura.....	18

Figura 9. Valores de PR con corrección por Temperatura.....	18
Figura 10. Comparación diaria entre PR con corrección y PR sin corrección.....	18
Figura 11. PR tomados para estudio como muestra.	18
Figura 12. Comparación de temperaturas de 2 valores de PR.	18
Figura 13. Corriente medida en Panel PV sucio y Panel PV limpio.....	19
Figura 14. Ampliación de la Figura 13.	19
Figura 15. Diferencia porcentual entre Panel PV limpio y panel PV sucio.	19

ANÁLISIS DEL FACTOR DE RENDIMIENTO Y EFICIENCIA PARA CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Resumen

En este documento se detalla el análisis del Rendimiento y la Eficiencia para Centrales de Generación de Energía Solar Fotovoltaica o Sistemas Fotovoltaicos (PV), calculando el Factor de Rendimiento (PR) con la variación de las condiciones meteorológicas que, de forma directa o indirecta, modifican la relación entre la energía solar y la energía eléctrica disponible en bornes de generación, tomando como puntos primordiales: el aumento de temperatura ambiente y la variación de las temperaturas en la placa solar. Además, se calcula el PR considerando los limitantes de potencia de los equipos de conversión y el margen de error que existe en la adquisición de datos meteorológicos. También se realiza el cálculo del tiempo adecuado para realizar actividades de limpieza de los paneles solares.

Abstract

In the present paper it shows the analysis of Performance and Efficiency for Power Generation Photovoltaic Solar Energy and Photovoltaic Systems (PV) detailed calculating the Performance Factor (PR) with variable weather conditions that directly or indirectly, changing the relationship between solar energy and electric power generation available in terminals, on the key points: the increase of temperature and its variation in the solar panel (solar cell). In addition, the PR is calculated by considering the limiting power conversion equipment and the error margin that exists in the acquisition of meteorological data. Finally adequate time calculation is performed to design clean-up activities for solar panels.

Keywords: Efficiency Analysis, Performance Ratio, Photovoltaic systems, Power Limit, Solar Panel, Temperature correction.

Palabras Clave: Análisis de Eficiencia, Corrección de Temperatura, Factor de Rendimiento, Limite de Potencia, Panel Solar, Sistema Fotovoltaico.

1. Introducción

La generación de energía eléctrica a base de fuentes solares y eólicas se ha facultado en el Ecuador en la última década a través del organismo responsable de regular el mercado eléctrico [1], como alternativa para reducir las emisiones de CO₂ y fomentar el uso de fuentes limpias para la generación de corriente eléctrica [2], cumpliendo con los parámetros técnicos que le permitan evacuar energía eléctrica al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) [3].

Considerando que los Sistemas de tipo Fotovoltaico (PV) poseen varios años en funcionamiento, se ha podido obtener un registro de datos lo suficientemente amplio como para realizar análisis profundos de los parámetros meteorológicos y técnicos que influyen en la eficiencia de cada una de las partes que componen el Sistema PV [4]–[6] estudio que cómo parte primordial conlleva el análisis de 3 parámetros que son:

- El aumento de temperatura, que causa pérdidas de eficiencia en las placas PV.
- Los parámetros meteorológicos propios de la ubicación geográfica del Sistema PV tales como radiación, temperatura y humedad, y su influencia en la conversión de energía [7].
- Las pérdidas causadas por cambios abruptos en los parámetros meteorológicos [8], y su influencia en el rendimiento de los inversores y en los conductores de corriente eléctrica [9], [10].

Además en el Sistema PV es necesario analizar su potencia nominal, su dimensionamiento, los requerimientos técnicos [11], [12], la configuración recomendada por el operador eléctrico del país y el rendimiento. Finalmente se debe cuantificar el rendimiento adicional que se produce al limpiar las impurezas alojadas en los paneles PV,

puesto que se conoce, que, si esta actividad no es realizada [13] las placas PV dejan de producir a su máxima capacidad, aunque estas poseen la característica propia de su fabricación, de “auto-limpieza”, que de alguna manera ayudan a mitigar este problema [14]. La limpieza conlleva un aumento en la producción eléctrica de los paneles solares [15]–[18], por lo cual una correcta planificación anual de mantenimientos podría incrementar la potencia de salida, sin dejar a un lado el aspecto económico [19].

Para realizar el análisis de todas estas características se emplea el PR, factor que permite cuantificar el rendimiento del Sistema PV [20] puesto que considera todas las pérdidas que se producen en cada uno de los elementos que la componen [21]. Este factor es frecuentemente utilizado como una herramienta para determinar el correcto funcionamiento, rendimiento, detección de fallas [8] y planificación de mantenimientos de las centrales de generación fotovoltaica [7], [22].

Es debido a estas características, y teniendo en cuenta que los mecanismos usuales no permiten determinar directamente los desperfectos técnicos de las centrales PV [20], que es importante incluir el PR en el cálculo de los indicadores de rendimiento.

A inicios de siglo 21 han aumentado las instalaciones fotovoltaicas de gran capacidad y de diferentes tecnologías en casi todas las regiones del planeta, permitiendo a la comunidad científica e investigadores eléctricos adquirir una base de datos lo suficientemente amplia para incrementar la investigación en energía solar y analizar también el PR [8].

Considerando lo expuesto, en esta investigación se propone un método eficiente para analizar el rendimiento de los Sistemas PV con ayuda del PR para cualquier tipo de instalación solar

fotovoltaica independiente de su ubicación.

En esta investigación se aplica la metodología propuesta a una central de generación ubicada en Ecuador con el fin de verificar su funcionamiento y cuantificar su rendimiento. Posteriormente se verifica que los resultados se pueden generalizar a un amplio rango de instalaciones.

De aquí en adelante la en la sección 2 se presenta la descripción del factor de rendimiento, en la sección 3 se presenta la formulación del problema, en la sección 4 se presenta la aplicación de los modelos propuestos y finalmente se concluye en la sección 5.

2. Factor de rendimiento

El Factor de Rendimiento (PR) también llamado el factor de calidad (factor Q), que usualmente se expresa como un porcentaje, mide la calidad de los Sistemas PV independientemente de su ubicación y potencia instalada, dado que muestra la relación entre la producción eléctrica real y aquella estimada teóricamente.

El PR muestra cuanta energía perdió la central fotovoltaica por efectos de las pérdidas de potencia, resistivas de conducción, entre otras [20]–[23].

Entre más alto el valor de PR mayor es la eficiencia del sistema. En la práctica ninguna central de generación fotovoltaica puede lograr un valor de 100% en este indicador debido a que sus pérdidas de energía son inevitables, sin embargo, los sistemas de alta eficiencia tienen valores de PR que oscilan entre el 70% y el 95% [20] y se los puede cuantificar mediante (1) [24].

$$PR = 100 \cdot [E_{USE} / (\eta_{STC} \cdot E_s)] \quad (1)$$

Donde:

E_{USE} = Energía medida en el lado de AC de los medidores.

η_{STC} = Eficiencia de los módulos solares bajo condiciones normales.

$$\eta_{STC} = \frac{P_{\max_{out}}}{I_{incidente}} \quad (2)$$

$P_{\max_{out}}$ = Potencia máxima de salida del Sistema PV.

$I_{incidente}$ = Irradiancia incidente que resulta del producto entre la irradiancia y el área ocupado por el panel.

E_s = Irradiancia sobre un módulo solar en un periodo de tiempo expresado en [kWh/m²].

O bien (3) [22],

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (3)$$

Donde:

Y_F = Productividad final obtenida de la relación entre la Energía efectiva producida por el Sistema PV E_{PV} en un intervalo de tiempo y la Potencia nominal $P_{PV,STC}$ en condiciones estándar.

$$Y_F = \frac{E_{PV}}{P_{PV,STC}} \quad (4)$$

Donde:

Y_R = Productividad de referencia, es el resultado de la relación entre la irradiancia solar incidente del sistema PV G_{incPV} en un determinado intervalo de tiempo y la irradiancia G_{STC} en condiciones estándar.

$$Y_R = \frac{G_{incPV}}{G_{STC}} \quad (5)$$

También se puede utilizar (6) para determinar el PR [22].

$$PR = \frac{E}{G \cdot P \cdot \beta} \quad (6)$$

Donde:

E = la energía total del Sistema PV medido en el punto de evacuación de todo el Sistema.

G = es la irradiancia sobre un módulo medido con los sensores (piranómetros)
 P = es la potencia pico instalada.
 $\beta = (1kW / m^2)^{-1}$, corrección de unidades.

3. Formulación del Problema

Para analizar el PR se realizó un caso de estudio en un Sistema PV que ha operado entregando energía por 2 años lo que le faculta a poseer datos que permitan ser analizados. A continuación se presenta la descripción de los parámetros incluidos en esta investigación.

Los paneles que forman el Sistema PV son compuestos por células solares policristalinas, es decir, presentan átomos agrupados en diversas direcciones de alineación, siendo estas las porciones de menor tamaño de todo el sistema de generación.

Las células solares están hechas de silicio, material intermedio entre un conductor y un aislante, cumplen la función de convertir la energía proveniente del sol a corriente eléctrica por medio del llamado efecto fotovoltaico, en este proceso no todos los fotones son aprovechados en su totalidad, ocasionando que solo una parte de la energía solar que ingresa al panel se disponga para su conversión, característica denominada como la insuficiencia de capacidad de la célula para atraer físicamente a todos los fotones. Para evitar la recombinación de los electrones se crea un campo eléctrico interno similar a un diodo semiconductor que solo permite el flujo de la corriente de un solo sentido, misma que se representa en (7) [25]:

$$I = I_{sc} - A_1 - A_2 \quad (7)$$

Donde:

$$A_1 = I_{o1}(e^{qV/kt} - 1)$$

$$A_2 = I_{o2}(e^{qV/2kt} - 1)$$

I_{sc} = es la corriente de corto circuito y la suma de los aportes de cada una de las tres regiones: P, N y la zona de fatiga.

I_{o1} = Es la corriente oscura de saturación generada por la recombinación en las regiones cuasi-neutras.

I_{o2} = Es la corriente oscura de saturación generada por la recombinación en las regiones de carga espacial.

qV = Voltaje aplicado, en el supuesto que las concentraciones de portadores mayoritarios en los contactos conservan sus valores de equilibrio.

$kT = k$ es la constante de Boltzmann, y T es la temperatura Kelvin.

Para poder determinar de manera práctica la eficiencia total de la central fotovoltaica se deben realizar mediciones de la energía producida en los intervalos de tiempo permitidos por los equipos de monitoreo [22] y por otra parte calcular el rendimiento de cada uno de los elementos (campo solar, inversores, circuitos, etc.). Posteriormente se contrastan las dos fuentes de información.

Entonces, se puede cuantificar el rendimiento en la conversión de energía de la célula, descrita conforme se presenta en (8) [24]–[27]:

$$\eta = \frac{P_{MP}}{P_{in}} = \frac{FFV_{OC}I_{sc}}{P_{in}} \quad (8)$$

Donde:

P_{MP} = es el pico de potencia de la célula solar

P_{in} = es la Potencia incidente

FF = es el factor de llenado

V_{OC} = es el voltaje en circuito abierto

I_{sc} = es la corriente de cortocircuito obtenidos de la curva I-V.

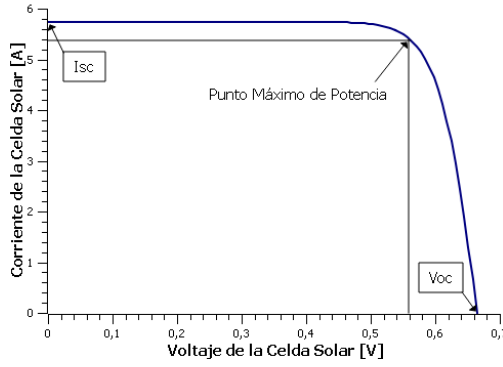


Figura 1. Curva I-V para panel PV demostrativo.

3.1 Pérdidas en el inversor

En las centrales fotovoltaicas de potencia, del orden de los MW, pueden llegar a perderse grandes cantidades de energía debido al proceso de conversión en los inversores. La potencia de salida en corriente alterna (AC) depende directamente de la relación que existe entre la entrada de potencia DC proveniente del campo solar y el factor de eficiencia del inversor.

Las pérdidas del inversor se deben principalmente a los tiempos de espera en vacío, a la potencia de conmutación a las pérdidas resistivas en los semiconductores, [21], [22] calculadas en (9) y (10) [26]:

$$n_b = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (9)$$

$$P_{out} = P_{in} - (b_o + b_1 \cdot p_{in} + b_2 \cdot p_{in}^2) \quad (10)$$

Donde:

$P_{nominal}$ = es la potencia nominal de salida del inversor (W)

$$P_{in} = \frac{P_{entrada}}{P_{nominal}} \quad (11)$$

Donde:

b_o , b_1 y b_2 son factores de pérdidas propios del inversor, medidos con un muestreo de varios tipos de inversores [27].

La potencia de entrada del Sistema PV es la potencia de salida del módulo PV, si se ignora el valor de pérdidas en la

conversión de los instrumentos de electrónica de potencia en el acoplamiento de la corriente DC a DC. La eficiencia va ligada directamente al tipo de inversor, a la potencia y al fabricante.

3.2 Pérdidas Resistivas

La gran cantidad de cable para el transporte de la corriente en el Sistema PV causa un gran porcentaje de pérdidas resistivas que pueden calcularse como se muestra a continuación en (12).

$$P_{cu} = \sum I_a^2 R t \quad (12)$$

Donde:

P_{cu} = pérdidas en el cobre.

I_a = corriente promedio en un periodo de tiempo.

R = resistencia en el conductor.

En todo el sistema eléctrico (DC/AC) se producen pérdidas energéticas ocasionadas por las caídas de tensión en los conductores, la dimensión debe ser la adecuada para minimizar pérdidas; sin embargo, este valor nunca será 0.

3.3 Temperatura

Un factor importante que afecta la cantidad de energía puesta a disposición en bornes de generación es la temperatura.

La formulación utilizada obedece a las siguientes características: temperatura ambiente posee un valor máximo 2 horas después del medio día solar, la temperatura ambiente posee un valor mínimo al amanecer y en medio de estos dos puntos la temperatura se eleva de acuerdo a los dos semi-ciclos de los cosenos de la función del tiempo solar [28].

Para $\omega < \omega_s$:

$$T_a = T_{a \max} - \frac{T_{a \max} - T_{a \min}}{2} + \delta \quad (13)$$

Donde:

$$\delta = [1 + \cos(\partial\omega + \chi)] \quad (14)$$

$$\partial = \frac{\pi}{\frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi} \quad (15)$$

$$\chi = -\partial\omega_s \quad (16)$$

Para $\omega_s < \omega < \pi/6$:

$$T_a = T_{a\min} - \frac{T_{a\max} - T_{a\min}}{2} + \delta \quad (17)$$

Donde:

$$\partial = \frac{\pi}{\omega_s - \frac{\pi}{6}} \quad (18)$$

$$\chi = -a\pi/6 \quad (19)$$

Para $\omega < \pi/6$

$$T_a = T_{a\max} - \frac{T_{a\max} - T_{a\min}}{2} + \delta \quad (20)$$

Donde:

$$\partial = \frac{\pi}{+\omega_s + 2\pi - \frac{\pi}{6}} \quad (21)$$

$$\chi = -(\pi + a\pi/6) \quad (22)$$

Este método permite encontrar la curva aproximada de la temperatura ambiente en un intervalo de tiempo para un día a partir de sus temperaturas máximas y mínimas.

También es necesario encontrar la temperatura de trabajo del panel PV [29] con el fin de analizar la variación en la eficiencia en función de este parámetro.

Con la formulación de ecuaciones (11)-(22) se determina que valores de temperatura son adecuados para la corrección del factor de rendimiento PR.

Para realizar la corrección por temperatura se utilizó (23) [30], [31]:

$$PR_c = \frac{\sum_i EN_{AC_i}}{\sum_i [P_s(\varphi)(1 - \frac{\delta}{100}\lambda)]} \quad (23)$$

Donde:

$$\lambda = T_{cell_typ_avg} - T_{cell_i} \quad (24)$$

$$\varphi = \frac{G_{POA_i}}{G_{STC}} \quad (25)$$

Donde:

PR_c = Factor de rendimiento corregido (adimensional)

EN_{AC_i} = Energía generada AC (kW).

P_s = Suma de las potencias instantáneas de prueba en los módulos (kW).

G_{POA_i} = irradiancia medida con piranómetro horizontal (kW/m2).

i : un periodo de tiempo

G_{STC} = irradiancia en condiciones estándar (STC) (1,000 W/m2).

T_{cell_i} = temperatura de la célula calculada con datos de medición (°C).

$T_{cell_typ_avg}$ = temperatura de la célula promedio de calculada para un año (°C).

δ = coeficiente de temperatura según la potencia (%/°C, signo negativo) que corresponde a los módulos instalados.

3.4 Limitante de Potencia

Las pérdidas por límite de potencia se producen cuando los módulos solares entregan una potencia superior a la nominal del inversor, también se producen pérdidas de este tipo cuando la radiación del módulo es superior a la promedio determinada en STC (condiciones normales).

3.5 Pérdidas por Sombreado y Mismatch

Son pérdidas de energía que se originan por la diferencia que existe en la

irradiancia que se aplica a los módulos fotovoltaicos que constituyen un punto de conexión ante la presencia de sombras. Debido a que los paneles están conectados en serie, el módulo que posea menor corriente limitará la corriente de todo el arreglo.

Este fenómeno ocurre de forma similar en la conexión de los módulos en paralelo.

Estas pérdidas se reducen con la instalación de diodos de “bypass” [22], [32]–[36].

En instalaciones de gran tamaño se producen diferencias en los módulos por grandes sombreados, lo que produce el efecto mismatch [37].

3.6 Otras Pérdidas

Existen algunas pérdidas como por ejemplo pérdidas en el transformador y pérdidas por disponibilidad, que también son consideradas en la formulación del PR [38], [39].

3.7 Rango de Error en la medición

Para obtener el PR con un rango de error de al menos 0,01 % se obtuvo información de la irradiación mediante un módulo de adquisición de datos conectado al software de análisis Labview.

Suelen producirse errores en el proceso de adquisición de los datos de irradiancia / irradiación. Usualmente estos errores se producen cuando se emplean módulos para transmitir la información desde los sensores hacia el sistema SCADA con rangos de muestreo que superan los 5 minutos. En estos casos el rango de error es bastante grande, sobre todo cuando se desea calcular el PR y se deben emplear datos de energía medida con resolución de segundos en contraposición con los valores de irradiación, que se obtendrían cada 5 minutos, presentándose una inconsistencia que debe ser superada.

En este trabajo se desarrolla un algoritmo que permite compatibilizar el

tiempo de muestreo de ambas variables. El pseudocódigo aplicado obedece a un algoritmo en Labview utilizado para obtener y analizar los datos de medición de irradiación solar, conforme se detalla a continuación:

Algoritmo para muestreo de irradiación solar	
Paso 1.	Leer variables (W_r, t)
Paso 2.	Mientras ($W_r \neq 0$) Entrada W_r, t Salida I ,
Paso 3.	Para $i:=1$; length (W_r) I =Interpolar W_{r_i}
Paso 4.	Fin Para
Paso 5.	Fin Mientras
Paso 6.	Fin del Algoritmo

La aplicación del algoritmo para muestreo de la irradiación permite reducir en su mayor parte el error debido a los tiempos de muestreo de las fuentes de datos, concepto que se muestra en la Figura 2.

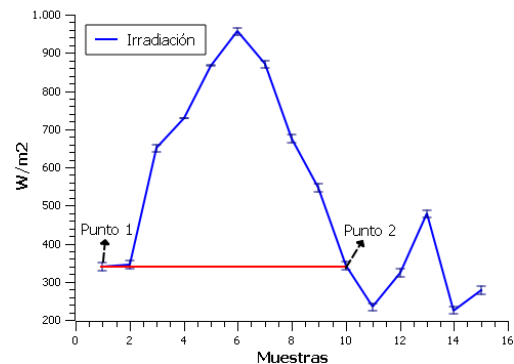


Figura 2. Explicación de margen de error en las lecturas.

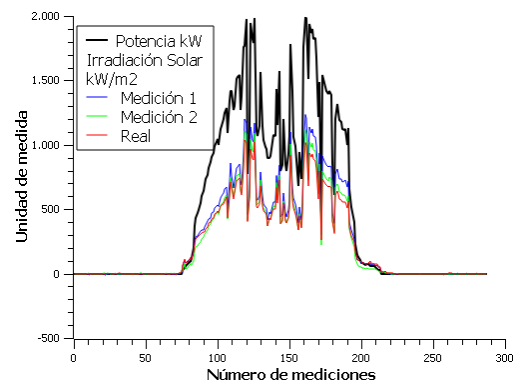


Figura 3. Comparación de Mediciones y Valor SCADA

Como se puede observar en la Figura 3 los valores tomados con el Software LABVIEW han facilitado una mejor precisión en los valores, que son analizados según métodos matemáticos de integración para calcular el PR.

Como se precisó con anterioridad, se utiliza la interpolación numérica para poder encontrar los valores de PR y las áreas de las curvas de irradiación, en consecuencia, es importante denotar ciertos parámetros resultantes de este análisis matemático como el número de muestras tomadas que asciende a 287, picos de 161, 161, 161, 161, 119 en x y 1983.6, 1232.54, 1112.04 y 1037.73 respectivamente, finalmente áreas de 132673, 75871.9, 67001.4 y 65821.3.

Consiguientemente los valores de PR son en promedio 86.8326 con mediciones normales del SCADA y 91.7388 con la medición propuesta.

4. Aplicación de los modelos

A continuación se presentan los resultados de la aplicación de los modelos descritos en la sección anterior al cálculo optimizado del PR, para tal efecto, se utiliza como caso de estudio una central fotovoltaica en operación, que tiene las siguientes características:

4.1 Escenario de estudio

El Sistema PV en donde se realizó la investigación posee una irradiancia total promedio de 1000 W/m^2 para las horas de máxima producción obtenidos de 4 piranómetros inclinados y dos horizontales instalados de forma distribuida en el escenario de estudio, una velocidad del viento promedio de 10 m/s, una temperatura ambiente de 25°C valores tomados de dos sensores de temperatura instalados a 300 metros de distancia cada uno y cuenta con una extensión de 25000 m^2 de espacio físico ocupado por paneles PV y 30000 m^2 de espacio ocupado por los otros componentes que son parte de la generación.

El Sistema PV abarca un total de 14.400 paneles solares policristalinos que entregan 32 voltios cada uno y 250 watts de potencia, su distribución se observa en la Figura 4.

Cuenta con una capacidad instalada de 3.6 MW en paneles y una potencia pico instalada de 3 MW, además posee 6 inversores de 500 KW que se encuentran distribuidos en 2 grupos de 3 formando dos puntos de evacuación de energía.

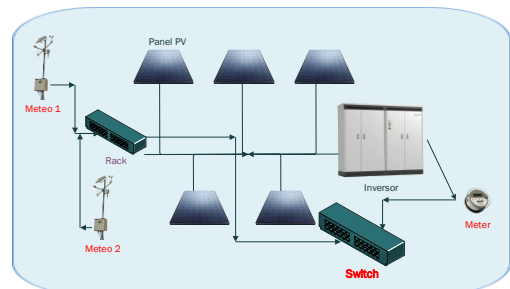


Figura 4. Distribución del Sistema PV.

Los paneles fotovoltaicos se agrupan en cadenas de 20 paneles en serie. 24 cadenas llegan a una caja de cadenas, donde son medidos en 8 grupos de 3 cadenas cada uno, con lo cual se obtiene la primera medida de la corriente.

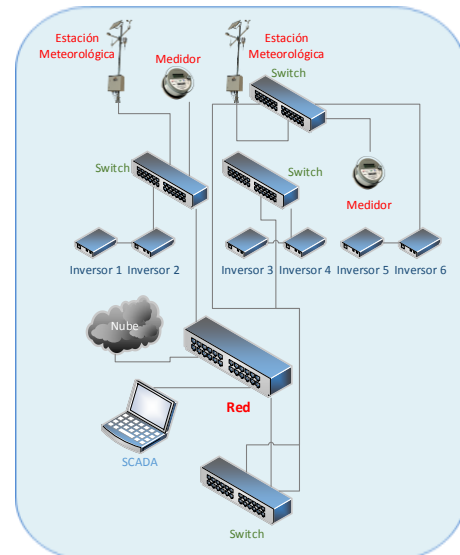


Figura 5. Diagrama de conexiones de la Red de comunicaciones.

La central fotovoltaica obtiene sus datos y los envía a un sistema SCADA, mismo que toma muestras cada 5 minutos a través de una conexión bajo

MODBUS que se conecta a una red Ethernet y envía sus datos hacia un convertidor de fibra óptica dedicada como se observa en la Figura 5.

A continuación se presenta para los problemas descritos, los resultados de aplicar la metodología propuesta.

4.2 Cálculo del PR con limitación de potencia

En la Figura 6 se observa la correlación existente entre la irradiancia y la producción de potencia efectiva de la central. Sin embargo, se advierte que la producción se ve limitada en las horas en las cuales la irradiancia supera los 1000 W/m^2 para cumplir con disposiciones contractuales, siendo necesario introducir una limitación en la cantidad de energía que pueden entregar los inversores. En consecuencia, existe una cantidad de energía solar que no es entregada a la red en forma de energía eléctrica, lo que origina una disminución en el PR calculado a través de la ecuación (1), que en estas condiciones arroja un valor promedio de 87.47 %.

Si se elimina la restricción descrita el PR ascendería a valores del orden del 93.94% en promedio, para los días en los cuales la irradiancia supera los 1000 W/m^2 .

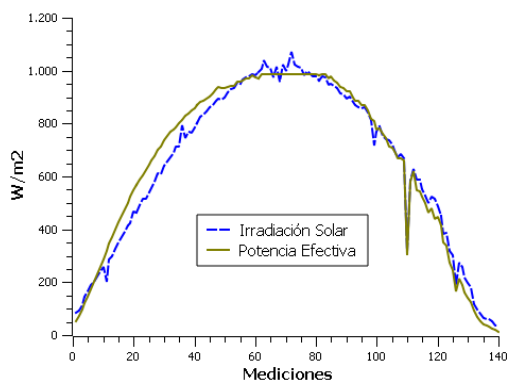


Figura 6. Potencia Efectiva VS Irradiación Solar.

En la Figura 7 se observan varios días en los cuales es notable este fenómeno. Para estos casos, se ha aplicado una corrección a través de la cual se ignora

este limitante de potencia y se asume que la central está produciendo a su capacidad total. Esta estrategia permite además determinar con mayor facilidad la existencia fallas en el sistema, no siendo así al considerar la limitante de potencia.

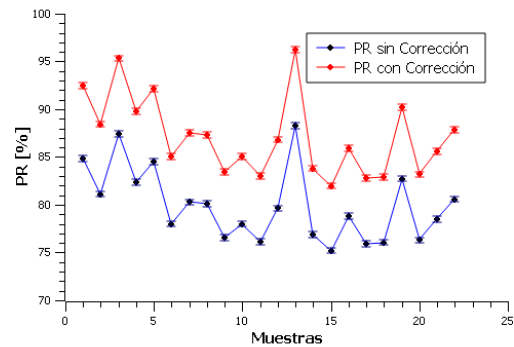


Figura 7. Valores de PR con Corrección y sin Corrección.

Con las ecuaciones (5) y (6) se ha calculado el PR para los dos casos (con y sin limitante de potencia). En el escenario sin corrección se obtuvo como resultado un PR de 87.467% mientras que aplicando la corrección se obtiene un PR de 93.943% en promedio para los días en los que se presentan radiaciones superiores a 1000 W/m^2 , valores máximos de 88% y 96% para el PR sin corrección y corregido, respectivamente.

En promedio el valor de diferencia para los dos casos obtenido como resultado de la aplicación de esta corrección es de aproximadamente el 7.57% exclusivamente para los días medidos.

4.3 Corrección de temperatura

Debido a que la región en donde se encuentra implantada la central tomada como caso de estudio presenta un clima totalmente variante en periodos muy cortos de tiempo, es necesario analizar aplicar una corrección al PR y analizar los resultados.

Utilizando la ecuación (13) a la ecuación (25) se pueden obtener los valores de temperatura necesarios para

construir la ecuación de corrección utilizada para calcular el PR_c . Para este fin se han procesado datos de un día con una curva promedio y se les ha aplicado la formulación señalada.

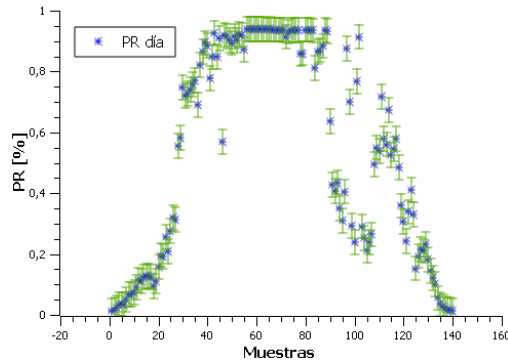


Figura 8. Valores de PR sin corrección por Temperatura.

Se puede observar en la Figura. 8 los coeficientes de rendimiento para 140 muestras tomadas en un día, con una periodicidad aproximada de 5 minutos por cada muestra.

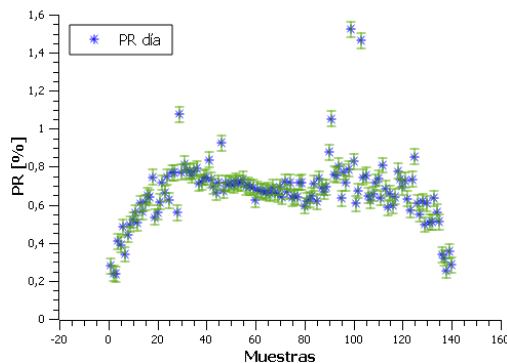


Figura 9. Valores de PR con corrección por Temperatura.

En la Figura 9 se observan los valores de PR con corrección aplicando la fórmula (24).

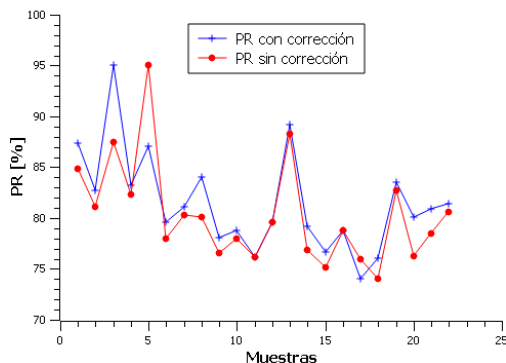


Figura 10. Comparación diaria entre PR con corrección y PR sin corrección.

En esta Figura 10 se aprecia que en casi siempre el PR con corrección es mayor. Si se determina el área bajo la curva en ambas condiciones (con y sin corrección), se encuentra una diferencia porcentual de aproximadamente 2 unidades a favor del PR con corrección, lo cual induce a concluir la bondad del método de corrección aplicado.

4.4 Análisis del PR con la variación de temperatura del panel solar

Para analizar la incidencia de la temperatura en el panel solar se ha considerado conveniente para el análisis el trabajar muestras de dos días con desempeños extremos: en uno de estos se presenta un rendimiento elevado y en el otro uno muy bajo. Esta muestra se obtiene del universo de datos mostrado en la Figura 11.

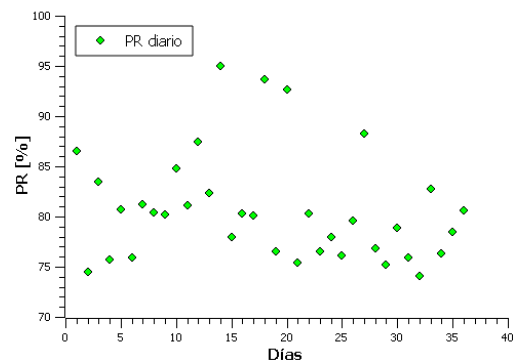


Figura 11. PR tomados para estudio como muestra.

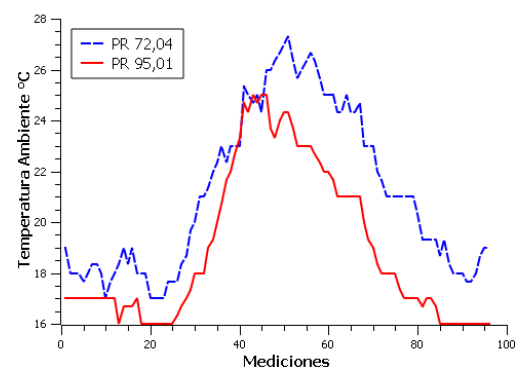


Figura 12. Comparación de temperaturas de 2 valores de PR.

Esta estrategia se sustenta en que es necesario estudiar el desempeño cuando las condiciones de temperatura del

Sistema PV permitan apreciar una diferencia importante en la temperatura de operación del panel, caso contrario el análisis no sería aplicable.

Con estos supuestos, en la Figura 12 se muestra una comparación entre el día con el PR más alto y el PR más bajo y se observa que cuando la temperatura es mayor el PR es más bajo, conforme cabría esperar en función del comportamiento registrado del silicio y la relación inversa entre temperatura y eficiencia de la célula.

4.5 Número adecuado de limpieza en paneles solares

El objetivo de este estudio es determinar la influencia del ensuciamiento de los paneles fotovoltaicos en el PR de la central. Para tal efecto se estableció como estrategia analizar la eficiencia de 60 paneles limpios en contraposición con 60 paneles sin limpieza y extrapolar estos resultados a toda la central. Se procuró que los grupos de paneles estén adyacentes, de tal forma que reciban el mismo nivel de irradiancia. Los grupos de paneles para el ensayo fueron escogidos en función de la medición disponible, tal es así que se pudo medir las magnitudes de corriente de ambos grupos y en función de esta variable realizar los cálculos de eficiencia. Los paneles fueron lavados conforme se explica en el manual de procedimientos de la central fotovoltaica [40].

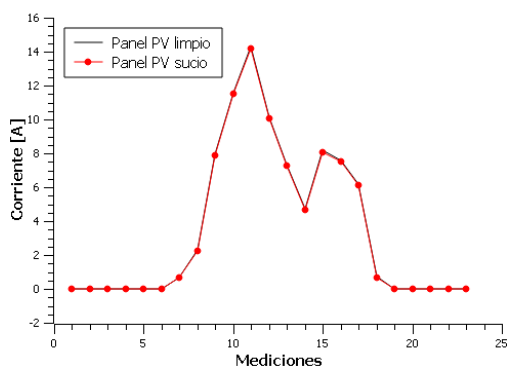


Figura 13. Corriente medida en Panel PV sucio y Panel PV limpio.

Se pudo medir cuánto tarda el panel PV lavado en ensuciarse.

En la Figura 13 se observan las mediciones de la corriente producida por los grupos en un día con y sin limpieza.

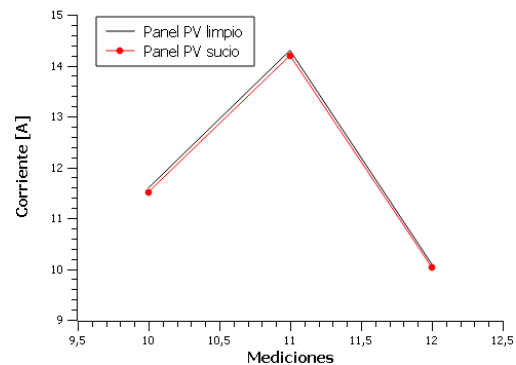


Figura 14. Ampliación de la Figura 13.

En la Figura 14 se muestra un acercamiento en las horas de máxima producción.

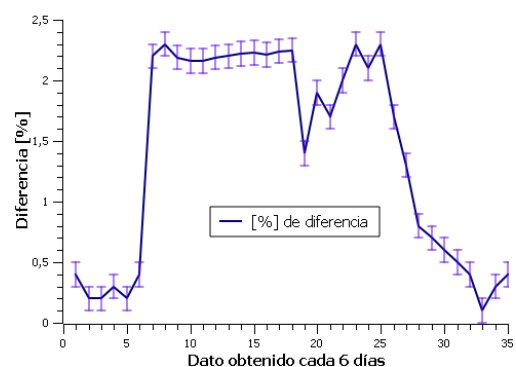


Figura 15. Diferencia porcentual entre Panel PV limpio y panel PV sucio.

Mediante el análisis de datos se determina que después de 4 meses la diferencia entre la corriente entregada en el punto de conexión sucio y el punto de conexión limpio es prácticamente de cero, conforme se muestra en la Figura 15, lo cual indicaría el tiempo que tardan los paneles en ensuciarse en el emplazamiento específico.

Al calcular los valores de PR existe una diferencia de aproximadamente 1 unidad de diferencia para los 4 meses que tardan en igualar su eficiencia.

5. Conclusiones

La aplicación del límite a la potencia que puede entregar la central hacia el sistema eléctrico debido a restricciones normativas reduce en un 16.67% la cantidad de energía susceptible de ser generada por la central PV. Esta disminución ocasiona un decrecimiento aparente aproximado del factor de rendimiento en 9.59 unidades porcentuales respecto a uno PR calculado sin limitación de potencia. Este comportamiento no implica la existencia de algún desperfecto en los componentes que interactúan en el proceso de generación de energía eléctrica, como se piensa habitualmente.

Al realizar la corrección de temperatura y variación de PR con la temperatura del panel se comprueba que la formulación es adecuada y presenta valores cercanos al comportamiento real de rendimiento del emplazamiento, minimizando el rango de error con al menos 2 unidades porcentuales al calcular el PR.

Cuando se realizan cálculos del PR empleando valores obtenidos de los sistemas SCADA es necesario corregir las mediciones obtenidas aplicando alguna metodología, como por ejemplo el uso del algoritmo propuesto para medir los parámetros meteorológicos con rangos de muestreo del orden de los segundos con el fin de obtener el PR con un margen de error de al menos 0,01 %.

Al efectuar el análisis de margen de error en formulación del PR se demostró que al obtener valores de irradiancia con un periodo de tiempo menor, efectivamente el error generado por la incertidumbre que se crea al no conocer lo que sucede desde $t=0$ hasta $t=5$ se ve notablemente reducido en un rango de 1 a 10 puntos porcentuales.

Se ha comprobado experimentalmente que la limpieza de los paneles incrementa la eficiencia de la central fotovoltaica. Conforme los datos del experimento, se puede determinar el tiempo que le toma a un panel PV perder su ventaja ante la limpieza de su vidrio protector. En la zona de estudio especificada es de 4 meses. Obedeciendo a este antecedente se concluye que el número adecuado de limpiezas al año es de 3, obteniéndose un aumento en los valores de ingresos en comparación a de no realizar la actividad.

Referencias

- [1] J. M. Huacuz, J. Agredano, and L. Gunaratne, "Photovoltaics and Development," *Handb. Photovolt. Sci. Eng.*, pp. 1078–1105, 2011.
- [2] A. Robalino-López, A. Mena-Nieto, and J. E. García-Ramos, "System dynamics modeling for renewable energy and CO2 emissions: A case study of Ecuador," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 20, pp. 11–20, Jun. 2014.
- [3] M. R. Peláez-Samaniego, M. Garcia-Perez, L. A. B. Cortez, J. Oscullo, and G. Olmedo, "Energy sector in Ecuador: Current status," *Energy Policy*, vol. 35, no. 8, pp. 4177–4189, Aug. 2007.
- [4] P. Ferrada, F. Araya, A. Marzo, and E. Fuentealba, "Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of Chile," *Sol. Energy*, p. 8, 2015.
- [5] E. Fuentealba, P. Ferrada, F. Araya, A. Marzo, C. Parrado, and C. Portillo, "Photovoltaic performance and LCoE comparison at the coastal zone of the Atacama Desert, Chile," *Energy Convers. Manag.*, p. 6,

- 2015.
- [6] J. Zorrilla-Casanova, M. Piliougine, J. Carretero, P. Bernaola, P. Carpena, L. Mora-Lopez, and M. Sidrach-de-Cardona, "Analysis of Dust Losses in Photovoltaic Modules," 2011, pp. 2985–2992.
- [7] E. Ghiani, F. Pilo, and S. Cossu, "Evaluation of photovoltaic installations performances in Sardinia," *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, 2013.
- [8] W. Liao and S. Xu, "Energy performance comparison among see-through amorphous-silicon PV (photovoltaic) glazings and traditional glazings under different architectural conditions in China," *Energy*, vol. 83, 2015.
- [9] G. A. Rampinelli, A. Krenzinger, and F. Chenlo Romero, "Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 34, pp. 578–587, Jun. 2014.
- [10] Y. Du, C. J. Fell, B. Duck, D. Chen, K. Liffman, Y. Zhang, M. Gu, and Y. Zhu, "Evaluation of photovoltaic panel temperature in realistic scenarios," *Energy Convers. Manag.*, vol. 108, pp. 60–67, Jan. 2016.
- [11] S. Chen, P. Li, D. Brady, and B. Lehman, "Determining the optimum grid-connected photovoltaic inverter size," *Sol. Energy*, vol. 87, pp. 96–116, Jan. 2013.
- [12] G. A. Rampinelli, F. P. Gasparin, A. J. Bühler, A. Krenzinger, and F. Chenlo Romero, "Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 133–141, Dec. 2015.
- [13] J. K. Kaldellis, P. Fragos, and M. Kapsali, "Systematic experimental study of the pollution deposition impact on the energy yield of photovoltaic installations," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 2717–2724, 2011.
- [14] L. K. Verma, M. Sakhuja, J. Son, A. J. Danner, H. Yang, H. C. Zeng, and C. S. Bhatia, "Self-cleaning and antireflective packaging glass for solar modules," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 9, pp. 2489–2493, Sep. 2011.
- [15] B. C. Growth, *Bulk Crystal Growth and Wafering for PV*. 2003.
- [16] S. Karabanov, Y. Kukhmistrov, B. Miedzinski, and Z. Okraszewski, *Photovoltaic systems*. 2010.
- [17] K. A. Moharram, M. S. Abd-Elhady, H. A. Kandil, and H. El-Sherif, "Influence of cleaning using water and surfactants on the performance of photovoltaic panels," *Energy Convers. Manag.*, vol. 68, pp. 266–272, Apr. 2013.
- [18] S. A. S. Eldin, M. S. Abd-Elhady, and H. A. Kandil, "Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions," *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 228–233, Jan. 2016.
- [19] H. Khonkar, A. Alyahya, M. Aljuwaied, M. Halawani, A. Al Saferan, F. Al-khaldi, F. Alhadlaq, and B. A. Wacaser, "Importance of cleaning concentrated photovoltaic arrays in a desert environment," *Sol. Energy*, vol. 110, pp. 268–

- 275, Dec. 2014.
- [20] C. Protogeropoulos, I. Klonaris, C. Petrocheilos, I. Charitos, and I. Martinac, "Performance evaluation of different PV module technologies in a grid-connected pilot project in Greece," *Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf.*, vol. 25, no. September, pp. 6–10, 2010.
 - [21] E. Kymakis, S. Kalykakis, and T. M. Papazoglou, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete," *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 3, pp. 433–438, 2009.
 - [22] E. Ghiani, F. Pilo, and S. Cossu, "On the performance ratio of photovoltaic installations," in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–6.
 - [23] H. Liu, a M. Nobre, D. Yang, J. Y. Ye, F. R. Martins, R. Ruther, T. Reindl, a G. Aberle, and I. M. Peters, "The Impact of Haze on Performance Ratio and Short-Circuit Current of PV Systems in Singapore," *Photovoltaics, IEEE J.*, vol. PP, no. 6, pp. 1–8, 2014.
 - [24] A. Goetzberger and V. U. Hoffmann, *Photovoltaic solar energy generation*, vol. 112, 2005.
 - [25] J. L. Gray, *The physics of the solar cell 4.0*. 2003.
 - [26] C. Algora and I. Rey-Stolle, *Handbook on Concentrator Photovoltaic Technology*. Wiley, 2016.
 - [27] H. Schmidt and J. Schmid, *Power Conditioning for Photovoltaic Power Systems*. 2003.
 - [28] C. R. J. D. Aguilar, P. J. Perez, J De La Casa, "Cálculo De La Energía Generada Por Un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red a 3800 Msnm.," *IV Conf. Lat. Am. Energía Sol. y XVII Simp. Peru. Energía Sol.*, pp. 1–5, 2011.
 - [29] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, "Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review," *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311–321, 2013.
 - [30] B. Rupnik and O. Westbrook, "Ambient temperature correction of photovoltaic system performance data," in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2014, pp. 1973–1977.
 - [31] T. Dierauf, A. Growitz, S. Kurtz, and C. Hansen, "Weather-Corrected Performance Ratio," *NREL Tech. Rep. NREL/TP-5200-57991*, no. April, pp. 1–16, 2013.
 - [32] E. Forniés, F. Naranjo, M. Mazo, and F. Ruiz, "The influence of mismatch of solar cells on relative power loss of photovoltaic modules," *Sol. Energy*, p. 9, 2013.
 - [33] J. Bai, Y. Cao, Y. Hao, Z. Zhang, S. Liu, and F. Cao, "Characteristic output of PV systems under partial shading or mismatch conditions," *Sol. Energy*, vol. 112, pp. 41–54, Feb. 2015.
 - [34] S. R. Potnuru, D. Pattabiraman, S. I. Ganesan, and N. Chilakapati, "Positioning of PV panels for reduction in line losses and mismatch losses in PV array," *Renew. Energy*, vol. 78, pp. 264–275, Jun. 2015.
 - [35] D. G. Lorente, S. Pedrazzi, G. Zini, A. Dalla Rosa, and P. Tartarini, "Mismatch losses in PV power plants," *Sol. Energy*, vol. 100, pp. 42–49, Feb. 2014.
 - [36] F. Spertino, A. Ciocia, P. Di

- Leo, R. Tommasini, I. Berardone, M. Corrado, A. Infuso, and M. Paggi, "A power and energy procedure in operating photovoltaic systems to quantify the losses according to the causes," *Sol. Energy*, vol. 118, pp. 313–326, Aug. 2015.
- [37] H. T. Nguyen and J. M. Pearce, "Incorporating shading losses in solar photovoltaic potential assessment at the municipal scale," *Sol. Energy*, vol. 86, p. 10, 2012.
- [38] F. Mejia and J. Kleissl, "Soiling losses for solar photovoltaic systems in California," *Sol. Energy*, vol. 32, p. 10, 2013.
- [39] R. Building and N. Hakozaicho, "Performance ratio and yield analysis of grid connected clustered pv systems in japan," *Agriculture*, pp. 2296–2299, 2006.
- [40] Edison Gabriel Novoa Guamán, "Manual de Operación y Mantenimiento preventivo y correctivo para Parques Fotovoltaicos en el Ecuador," EPN, 2015.

Estado del Arte

Análisis del Coeficiente de Rendimiento y Eficiencia para Centrales de Generación de Energía Solar Fotovoltaica																											
DATOS		TÍTULO DEL ARTICULO	TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA									
ITEM	AÑO		Sector Eléctrico Ecuatoriano Características	Eficiencia en los Equipos de Generación	Características de los Equipos de Generación	Pérdidas en los Equipos de Generación	Factor de Rendimiento	Eficiencia con O&M	Pérdidas en los equipos de Generación	Corrección de temperatura	Eficiencia en los Paneles solares	Eficiencia en sistemas Fotovoltaicos	Rendimiento de los Inversores	Pérdidas en los Equipos	Temperatura Ambiente	Temperatura de la célula	Limitante de Potencia	Corrección por limitante de Potencia	Corrección por temperatura ambiente	Medición de parámetros meteorológicos	Corrección de Factor de Rendimiento	Cálculo de factor de rendimiento	Corrección del PR por temperatura	Corrección del PR por temperatura de la célula	Corrección del PR por limitante de potencia	Medición de Parámetros meteorológicos	Número adecuado de actividad de O y M : Limpieza
1	2011		J. M. Huacuz, J. Agredano, and L. Gunaratne, “Photovoltaics and Development,” <i>Handb. Photovolt. Sci. Eng.</i> , pp. 1078–1105, 2011.	x																							
2	2014	A. Robalino-López, A. Mena-Nieto, and J. E. García-Ramos, “System dynamics modeling for renewable energy and CO2 emissions: A case study of Ecuador,” <i>Energy Sustain. Dev.</i> , vol. 20, pp. 11–20, Jun. 2014.	x																								

